

Trazabilidad en Medición Dinámica para el SECTOR GLP

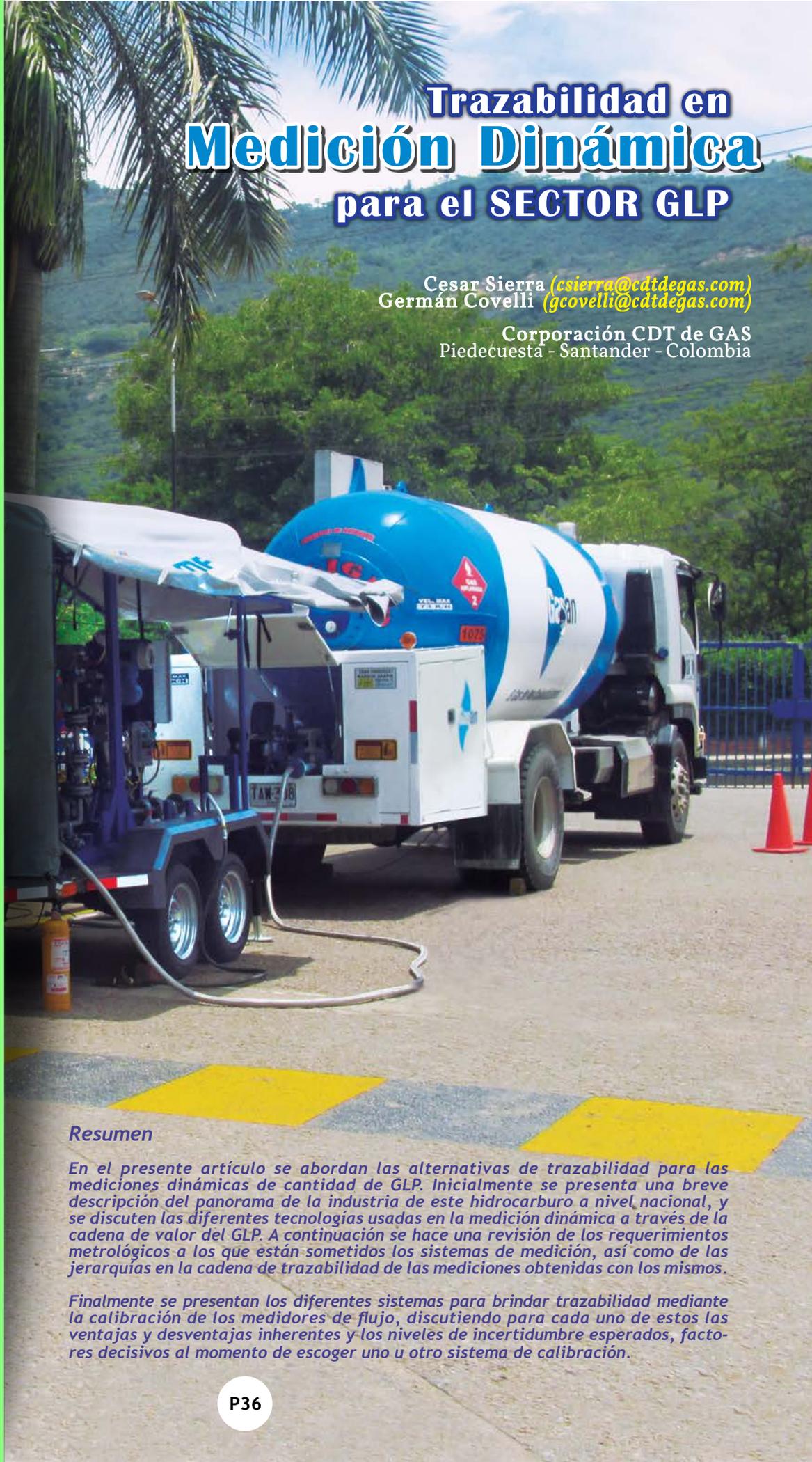
Cesar Sierra (csierra@cdtdegas.com)
Germán Covelli (gcovelli@cdtdegas.com)

Corporación CDT de GAS
Piedecuesta - Santander - Colombia

*Todas las teorías son legítimas
y ninguna tiene importancia. Lo
que importa es lo que se hace
con ellas. Jorge Luis Borges
(1899-1986) Escritor argentino*

Conjunto de teorías y de técnicas que permiten el aprovechamiento práctico del conocimiento científico, orientados a producir bienes y servicios de utilidad económica, social, y política.

En esta sección, cada semestre, expertos nacionales y/o extranjeros, ofrecerán artículos técnicos que buscan sensibilizar a nuestros lectores, acercándolos con conocimiento, a la aplicación de la metrología en las diferentes actividades de nuestra sociedad.



Resumen

En el presente artículo se abordan las alternativas de trazabilidad para las mediciones dinámicas de cantidad de GLP. Inicialmente se presenta una breve descripción del panorama de la industria de este hidrocarburo a nivel nacional, y se discuten las diferentes tecnologías usadas en la medición dinámica a través de la cadena de valor del GLP. A continuación se hace una revisión de los requerimientos metroológicos a los que están sometidos los sistemas de medición, así como de las jerarquías en la cadena de trazabilidad de las mediciones obtenidas con los mismos.

Finalmente se presentan los diferentes sistemas para brindar trazabilidad mediante la calibración de los medidores de flujo, discutiendo para cada uno de estos las ventajas y desventajas inherentes y los niveles de incertidumbre esperados, factores decisivos al momento de escoger uno u otro sistema de calibración.

1. INTRODUCCIÓN.

Según el API¹, el gas licuado del petróleo - GLP - es cualquier material en estado líquido compuesto predominantemente por cualquiera de los siguientes hidrocarburos, o por una mezcla de estos: Propano, propileno, butanos y butilenos [1]. Se obtiene en refinerías mediante el proceso de refinación del petróleo, o mediante el procesamiento de los líquidos del gas natural, siendo esta primera la principal fuente de suministro a nivel nacional.

La producción de GLP en Colombia recientemente se ha venido incrementando, impulsada por la reactivación de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el país [2]. Esto ha hecho que se incremente la oferta de GLP, mientras que la demanda, limitada antes al consumo residencial y comercial, se intenta complementar con las nuevas aplicaciones de este combustible. Estas últimas incluyen el uso del GLP como combustible automotriz, en las plantas de generación de energía y como materia prima en la industria petroquímica.

El GLP puede ser transportado a través de miles de kilómetros y puede cambiar de propietario a lo largo de su cadena de valor, desde la refinería o la planta de procesamiento, hasta el usuario final. Durante este proceso pasa por las manos de diferentes agentes, encargados de la producción, la importación, la exportación, la comercialización, el transporte y la distribución.

Cada vez que el producto cambia de propietario hay una "transferencia de custodia". Desde luego tanto quien entrega como quien recibe está interesado en saber la cantidad de GLP comercializado con gran exactitud. Es por esto que los dispositivos de medición utilizados para cuantificar la masa o volumen de GLP, deben contar con trazabilidad al Sistema Internacional de Unidades, y deben estar sujetos a control metrológico mediante un programa de calibraciones periódicas.

Actualmente existen diferentes métodos y sistemas para calibrar los dispositivos utilizados en medición dinámica de hidrocarburos líquidos; la selección del método y patrón depende básicamente del tipo de medidor a calibrar, los requerimientos legales, normativos y económicos, y de las facilidades de instalación de los propios patrones.

2. TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN DE GLP

La industria nacional del GLP utiliza diferentes métodos y tecnologías para la cuantificación del combustible, tanto en los puntos de transferencia de custodia como dentro de los diferentes procesos, para control de inventarios. Estas tecnologías se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Sistemas de medición estática, mediante medidores de nivel en tanques aforados.
- Sistemas de medición dinámica, mediante medidores de flujo másico o volumétrico instalados en tubería.

El API actualmente cubre el uso de cuatro tipos de dispositivos de medición dinámica de flujo.

- Medidores de desplazamiento positivo
- Medidores de turbina
- Medidores de flujo másico tipo Coriolis
- Medidores ultrasónicos

Las principales tecnologías de medición dinámica, utilizadas a lo largo de la cadena del GLP en Colombia son presentadas en la Tabla 1. [3]

Producción Importación	Transporte	Comercialización	Distribución
Medidores tipo coriolis	Medidores tipo turbina	Medidores tipo turbina	Medidores tipo coriolis
Medidores tipo turbina		Medidores tipo coriolis	

Tabla 1. Tecnologías de medición para GLP

Los medidores de flujo tipo Coriolis son ampliamente utilizados y tienen dos ventajas principales en la medición de GLP en comparación con las demás tecnologías.

- El volumen de GLP se ve influenciado por las condiciones de presión y temperatura. Dado que estas modifican la densidad del líquido, es necesario realizar una corrección para obtener una medición con la exactitud adecuada.

¹ API. American Petroleum Institute.

Los medidores Coriolis son prácticamente insensibles a estos parámetros, de forma que pueden proporcionar una medición exacta sobre un intervalo de medición más amplio. Además, si la transferencia de custodia se da en unidades de masa, que es lo común para el GLP, la exactitud de la medición aumenta debido a que la densidad no tiene que ser determinada para convertir la salida en unidades de volumen.

- Debido a que los medidores Coriolis no tienen partes internas que sufran desgaste, tienen una vida útil mayor.

En la Figura 1 se muestra un medidor tipo coriolis para medición de GLP en poliducto.



Figura 1. Medidor másico tipo Coriolis para recibo de GLP por poliducto²

3. REQUISITOS METROLÓGICOS PARA LA MEDICIÓN DE GLP SEGÚN LA OIML

En el panorama nacional, actualmente los precios y las condiciones de venta del GLP se encuentran regulados por la CREG³. Sin embargo, no existe una regulación claramente definida sobre las mediciones de cantidad de GLP a lo largo de la cadena de valor, en los diferentes puntos de transferencia de custodia [3].

A nivel internacional, para los diferentes instrumentos utilizados en la medición de líquidos, la OIML⁴ establece ciertos requerimientos en cuanto al desempeño metrológico de los medidores, y respecto al aseguramiento metrológico de los mismos. Específicamente, la OIML ha publicado la recomendación OIML R 117 - Sistemas de medición dinámica para líquidos diferentes al agua [4].

En esta última, la OIML establece la exactitud requerida en los sistemas de medición mediante una asignación por clases; para GLP, las clases aplicables son presentadas en la Tabla 2 [4].

Clase	Tipo de sistema de medición
0.3	o Sistemas de medición en transferencia de custodia
1.0	o Sistemas de medición para gases licuados a presión, medidos a temperatura igual o superior a -10°C o Dispensadores de GLP automotriz

Tabla 2. Clases de exactitud para sistemas de medición de GLP.

El error máximo permisible - MPE⁵ - tanto para el sistema de medición como para el medidor en particular, es presentado en la Tabla 3 [4].

Clase	Sistema de medición *	Medidor de flujo **
0.3	0.3 %	0.2 %
1.0	1.0 %	0.6 %

* Aplica para verificación inicial y calibraciones posteriores

** Aplica para verificación inicial del medidor antes de la verificación inicial de sistema de medición.

Tabla 3. MPE para sistemas de medición de GLP.

Para la calibración periódica, la incertidumbre expandida en la determinación del error de indicación de volumen o masa debe ser menor que un tercio del MPE aplicable.

4. NIVELES DE JERARQUÍA EN LA MEDICIÓN DE LÍQUIDOS SEGÚN EL API

Los sistemas de medición de líquidos utilizados en transferencia de custodia, o en otras actividades desarrolladas según el *Manual de Estándares para Medición de Petróleo* del API, tienen al menos en su cadena de trazabilidad los niveles de jerarquía mostrados en la Tabla 4 [5]. La incertidumbre de medición aumenta desde el nivel 1 hasta el nivel 7, siendo los patrones primarios los que tienen una menor incertidumbre.

² Fuente: Corporación CDT de GAS.

³ CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas.

⁴ OIML. Organización Internacional de Metrología Legal.

⁵ MPE. Maximum Permissible Error.

Niveles	Descripción del nivel de jerarquía
1	Patrones primarios
2	Patrones secundarios
3	Patrones de transferencia
4	Sistemas probadores
5	Medidor de flujo
6	Correcciones por calidad/cantidad
7	Ticket de transferencia de custodia

Tabla 4. Jerarquías en la medición de líquidos.

En el *Nivel 1* se tienen los patrones de masa, volumen o densidad desarrollados y/o mantenidos por el NIST⁶ en el caso de Estados Unidos, u otros laboratorios nacionales de metrología en los demás países, para calibrar patrones secundarios.

En el *Nivel 2* se tienen patrones de masa, volumen o densidad y sistemas de pesado mantenidos por los laboratorios nacionales, para calibrar patrones de transferencia.

El *Nivel 3* incluye los patrones de transferencia utilizados para calibrar los sistemas probadores, descritos en el siguiente numeral.

En el *Nivel 4* se encuentran los probadores, utilizados para determinar el factor de corrección para el volumen indicado por un medidor.

Los *Niveles 5, 6 y 7* incluyen las correcciones hechas en la cantidad indicada por el medidor para determinar el volumen neto estándar medido para propósitos de transferencia de custodia.

5. CALIBRACIÓN DE MEDIDORES DE LÍQUIDOS USADOS EN MEDICIÓN DE GLP

La calibración es una operación que, bajo condiciones específicas, establece en primera instancia una relación entre los valores de una magnitud con su incertidumbre de medición, obtenidos por medio de patrones de medición, y la indicación del instrumento con su incertidumbre asociada; y en segunda instancia usa esta información para obtener un resultado de medición a partir de la indicación [6].

El objetivo de calibrar un medidor es determinar un Factor de Medidor - MF⁷ - el cual es un número que multiplica el resultado de una medición para compensar el valor de un error sistemático

(o sesgo). Se obtiene para cada caudal calibración dividiendo la medida del patrón (en masa o volumen), entre la medida del medidor en prueba [5]. El MF es un indicador del desempeño del medidor.

Por cuestiones fiscales, comerciales y de calidad, los medidores de flujo de líquidos empleados por la industria nacional deben ser, siempre que sea posible, caracterizados y calibrados en sitio bajo las condiciones reales de operación. De lo contrario, se deben tener en cuenta los efectos de la calibración a condiciones de flujo diferentes.

La medición de hidrocarburos está normalizada por el API mediante el *Manual de Estándares para la Medición de Petróleo*. En cuanto a sistemas para calibración de medidores, cubiertos por el capítulo cuatro del manual, se aceptan los siguientes patrones:

- Probadores de desplazamiento.
- Probadores de tanque.
- Probador de medidor maestro.

Los probadores de desplazamiento y de tanque son métodos directos, ya que la calibración se hace contra una medida volumétrica representada en el probador. Los probadores de medidor maestro se consideran un método indirecto, ya que la calibración se hace contra la indicación de un medidor patrón, el cual ha sido calibrado previamente mediante un método directo.

5.1 PROBADORES VOLUMÉTRICOS.

Los métodos volumétricos básicamente consisten en la comparación del volumen registrado por el medidor bajo calibración contra el volumen contenido en un recipiente calibrado a una temperatura de referencia establecida. En razón a lo anterior, las indicaciones del patrón y el medidor deben ser corregidas a unas condiciones de referencia, mediante factores que consideran la temperatura y la presión del líquido a su paso por el medidor y el patrón, contemplados en el capítulo 11 del *Manual de Estándares para Medición de Petróleo* del API. Teniendo en cuenta lo anterior, el factor del medidor se puede determinar como:

$$MF_v = \frac{V \times CTS_p \times CPS_p}{IV_m} \times \frac{CTL_p \times CPL_p}{CTL_m \times CPL_m}$$

⁶ NIST. National Institute of Standards and Technology.

⁷ MF. Meter Factor.

Donde:

V: Volumen indicado por el patrón volumétrico.

CTSp: Factor de corrección por expansión térmica del patrón volumétrico.

CPSp: Factor de corrección por expansión, por presión en el patrón volumétrico.

IVm: Indicación del medidor bajo calibración.

CTLp: Factor de corrección por expansión térmica del fluido en el patrón volumétrico.

CPLp: Factor de corrección por presión del fluido en el patrón volumétrico.

CTLm: Factor de corrección por expansión térmica en el medidor bajo calibración.

CPLm: Factor de corrección por presión del fluido en el medidor bajo calibración.

5.1.1 PROBADORES DE DESPLAZAMIENTO MECÁNICO

Su principio se basa en el desplazamiento de un volumen conocido de líquido por una sección calibrada de tubería entre dos detectores. Un volumen equivalente es medido simultáneamente por el medidor bajo prueba, y su indicación es comparada con el volumen calibrado del probador [7]. En la Figura 2 se presenta un sistema probador de tipo esfera.



Figura 2. Probador de desplazamiento mecánico⁸

Generalmente se encuentran en tamaños entre 4" y 30" con capacidad de manejar flujos desde 30 BPH a 11.000 BPH con una rangeabilidad de 10:1.

Ventajas:

- Estos probadores son dinámicos. Por tanto, pueden ser utilizados para calibrar medidores bajo condiciones operativas reales de flujo, presión y temperatura.
- El margen de incertidumbre es del orden de $\pm 0,04\%$ del volumen calibrado (incertidumbre expandida con un factor de cobertura $k=2$), siempre y cuando se respeten los límites de velocidad de la esfera (entre 0,5 pies/s y 5 pies/s).

Desventajas:

- Su gran tamaño dificulta su movilidad, por lo que se suelen instalar fijos en campo, asociados permanentemente al mismo sistema de medición.
- Para la calibración de medidores másicos requieren de la medición de densidad, ya sea con densímetros en línea o mediante muestreo y análisis de laboratorio.

5.1.2 PROBADORES DE PISTÓN O COMPACTOS.

Son un tipo particular de probadores de desplazamiento. El volumen calibrado es menor, y para dar exactitud a los cálculos se usan técnicas de interpolación de pulsos [7]. En la Figura 3 se muestra un sistema probador de pistón instalado en campo.



Figura 3. Probador compacto de pistón⁹

⁸ Fuente: <http://dynamicflow.net/probador.html>

⁹ Fuente: <http://www.calfflow.com/>

Los probadores compactos se pueden encontrar en tamaños de pistón entre 8" y 24" (bridados entre 2" a 12") y capacidad de manejar flujos desde 0,36 BPH a 10.000 BPH con una rangeabilidad típica de 1000:1.

Ventajas:

- Estos probadores son dinámicos. Por tanto, pueden ser utilizados para calibrar medidores bajo condiciones operativas reales de flujo, presión y temperatura.
- El margen de incertidumbre es del orden de $\pm 0,05\%$ del volumen calibrado (incertidumbre expandida con un factor de cobertura $k = 2$).
- Su tamaño compacto permite su movilización para calibración de múltiples medidores en diferentes puntos geográficos.

Desventajas:

- Debido a que el volumen calibrado es menor, son más susceptibles a la estabilidad del flujo, y por ende, a la estabilidad de la señal emitida por el medidor.
- Para la calibración de medidores másicos requieren de la medición de densidad, ya sea con densímetros en línea o mediante muestreo y análisis de laboratorio.

5.1.3 PROBADORES DE TANQUE

Considerados como una medida volumétrica que generalmente tiene un cuello superior graduado y una válvula de bloqueo inferior, entre los cuales se define un volumen calibrado, con el cual se calibra un medidor en campo [8]. Un ejemplo de este sistema se ilustra en la Figura 4.



Figura 4. Probador de tanque¹⁰

Los probadores de tanque comercialmente usados manejan tamaños desde 1 galón hasta 15.000 galones.

Ventajas:

- Es un método de prueba directo, por lo que su incertidumbre es baja comparada con la de los métodos indirectos.
- Su tamaño compacto permite su movilización para calibración de múltiples medidores en diferentes puntos geográficos.
- El margen de incertidumbre es del orden de $\pm 0,06\%$ del volumen calibrado (incertidumbre expandida con un factor de cobertura $k = 2$).

Desventajas:

- Estos probadores son estáticos. No permiten la calibración a condiciones reales de presión y temperatura.
- No permiten el uso de GLP como fluido de calibración.
- Para la calibración de medidores másicos requieren de la medición de densidad, ya sea con densímetros en línea o mediante muestreo y análisis de laboratorio.
- No son recomendados para medidores de gran caudal, puesto que el caudal se encuentra limitado por el volumen del tanque.

5.2 PROBADORES DE MEDIDOR MAESTRO

En este método un medidor de buen desempeño metrológico es seleccionado, mantenido y operado para servir como dispositivo de referencia para la calibración de un medidor en campo. La base de este método es la comparación de las señales de salida de ambos medidores [9]. Esta comparación se hace a las mismas condiciones de referencia, por lo que se requiere corregir el volumen por presión y temperatura. El factor del medidor se determina mediante el siguiente modelo:

$$MF = \frac{IV_{mm} \times CTL_{mm} \times CPL_{mm} \times MMF}{IV_m \times CTL_m \times CPL_m}$$

¹⁰ Fuente: <http://www.fujisansurvey.com/>

Donde:

IVmm: volumen indicado por el medidor maestro.

IVm: volumen indicado por el medidor a calibrar.

CTLmm: factor de corrección por temperatura en el medidor maestro.

CPLmm: factor de corrección por presión en el medidor maestro.

CTLm: factor de corrección por temperatura en el medidor a calibrar.

CPLm: factor de corrección por presión en el medidor a calibrar.

MMF: factor de medición - MF - del medidor maestro, obtenido en su calibración.

Ventajas:

- El método de calibración es dinámico. Por tanto, puede ser utilizado para calibrar medidores bajo condiciones operativas reales de flujo, presión y temperatura.
- Su tamaño compacto permite su movilización para calibración de múltiples medidores en diferentes puntos geográficos.
- La incertidumbre obtenida con este método es del orden de 0,1% relativa al factor del medidor (incertidumbre expandida con un factor de cobertura $k=2$), la cual puede variar en función del tipo de patrón utilizado.
- El uso de medidores másicos tipo Coriolis como maestro (patrón) permite tener una indicación simultánea de la densidad del fluido. A partir de esto, se pueden calibrar medidores másicos y volumétricos.

Desventajas:

- Es un método de prueba indirecto. Por tanto los niveles de incertidumbre son mayores que en los métodos directos.
- Para disminuir la incertidumbre, el medidor maestro debe ser calibrado a las mismas condiciones de operación de los medidores a calibrar, lo cual no siempre es posible.

En la Figura 5 se muestra un probador con medidores maestro tipo coriolis.



Figura 5. Probador con Medidor Maestro tipo Coriolis de la Corporación CDT de GAS¹¹

5.3 MÉTODO GRAVIMÉTRICO.

Los métodos de calibración presentados anteriormente son aplicables para la calibración en campo. Sin embargo, para la calibración de medidores que por ciertas condiciones requieren menores incertidumbres de medida, un método aceptado es el gravimétrico, realizado en laboratorio bajo condiciones controladas, utilizando agua como fluido de trabajo. La ISO¹² normaliza este método mediante la norma ISO 4185:1980 [10]. El método consiste básicamente en el pesaje de cierta cantidad de masa de fluido, que ha pasado previamente por el medidor bajo prueba. La comparación directa de la cantidad registrada por el medidor y la indicada por el sistema de pesaje permite determinar el error de medición y por tanto el factor del medidor.

La Figura 6 ilustra un sistema de calibración por método gravimétrico.



Figura 6. Sistema patrón gravimétrico de la Corporación CDT de GAS¹³

¹¹ Fuente: Corporación CDT de GAS.

¹² ISO. International Organization for Standardization.

¹³ Fuente: Corporación CDT de GAS.

Ventajas:

- El método gravimétrico es directo, por lo que su incertidumbre es baja comparada con la de los métodos indirectos.
- Las condiciones de flujo, presión y temperatura son estables y controladas en el laboratorio.
- La incertidumbre de calibración obtenida por este método es del orden de 0,05% al 0,1% (incertidumbre expandida con un factor de cobertura $k = 2$).

Desventajas:

- El uso de fluidos de calibración diferentes al fluido normal de operación, a condiciones de presión y temperatura diferentes de las reales, afecta la exactitud y representa un impacto adverso sobre la incertidumbre de medición.

6. CONCLUSIONES

- Las actividades de transferencia de custodia a lo largo de la cadena de valor de GLP, requieren de sistemas de medición de óptimo desempeño y con un programa de calibraciones que brinde trazabilidad verificable a las mediciones realizadas.
- Los requerimientos normativos, legales, comerciales y técnicos del proceso de medición deben ser tenidos en cuenta al momento de seleccionar uno u otro método de calibración, tanto en campo como en laboratorio.
- El uso de tecnologías de medición diferentes entre quien recibe y quien entrega GLP en una actividad comercial, hace necesario que las mediciones sean exactas y su trazabilidad verificable, para lograr el mutuo acuerdo entre las partes involucradas.

7. REFERENCIAS

- [1] American Petroleum Institute. Design and Construction of LPG Installations. API Standard 2510. Eighth Edition. 2001.
- [2] Unidad de Planeación Minero Energética, Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. Cadena del Gas Licuado del Petróleo 2013. Bogotá, D.C.: UPME, 2013.

- [3] Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad Tecnológica de Pereira. Estándares de los Sistemas de Medición en las Actividades de la Cadena de Prestación del Servicio Público Domiciliario de Gas Licuado del Petróleo -GLP - Informe Final. UTP, 2012.
- [4] International Organization of Legal Metrology. Dynamic Measuring Systems for Liquids other than Water. OIML R 117-1. OIML, 2007.
- [5] American Petroleum Institute. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 4 - Proving Systems, Section 1 - Introduction. API MPMS 4.1. Third Edition. API, 2005.
- [6] BIPM Joint Committee for Guides in Metrology. International Vocabulary of Metrology - Basic and General Concepts and Associated Terms (VIM). JCGM 200. Third Edition. BIPM, 2012.
- [7] American Petroleum Institute. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 4 - Proving Systems, Section 2 - Displacement Provers. API MPMS 4.2. Third Edition. API, 2003.
- [8] American Petroleum Institute. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 4 - Proving Systems, Section 4 - Tank Provers. API MPMS 4.4. Second Edition. API, 1998.
- [9] American Petroleum Institute. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 4 - Proving Systems, Section 5 - Master-Meter Provers. API MPMS 4.5. Third Edition. API, 2011.
- [10] International Organization for Standardization. Measurement of Liquid Flow in Closed Conduits -- Weighing Method. ISO 4185. Edition 1. ISO, 1980.